



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO PAULO
DEPARTAMENTO DE CIÊNCIAS DO MAR
UNIDADE BAIXADA SANTISTA – SP
BACHARELADO INTERDISCIPLINAR EM CIÊNCIA E TECNOLOGIA
DO MAR**

FILIPPE BRANDÃO MATTAR

**CENÁRIOS E APLICAÇÕES FOTOVOLTAICAS EM EDIFÍCIOS NA
CIDADE DE SANTOS, SP**

Santos – SP
Novembro 2014

FILIPPE BRANDÃO MATTAR

**CENÁRIOS E APLICAÇÕES FOTOVOLTAICAS EM EDIFÍCIOS NA
CIDADE DE SANTOS, SP**

Monografia submetida ao curso de graduação em Bacharelado Interdisciplinar em Ciência e Tecnologia do Mar, como requisito parcial para a obtenção do Título de Bacharel Interdisciplinar em Ciência e Tecnologia do Mar.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Ramos Martins

Santos – SP

2014

M4296c

Brandão Mattar, Filipe, 1993 -

Cenários e Aplicações Fotovoltaicas em Edifícios na Cidade de Santos, SP. / Filipe Brandão Mattar ; Orientador: Prof. Dr. Fernando Ramos Martins. – Santos, 2014.

45 p. : il. color.; 30 cm.

Trabalho de conclusão de curso (graduação) – Universidade Federal de São Paulo - campus Baixada Santista, Curso de Bacharelado Interdisciplinar em Ciência e Tecnologia do Mar, 2014.

1. Energia Solar. 2. Viabilidade Econômica. 3. Edifícios. I. Martins, Fernando Ramos, Orientador. II. Cenários e Aplicações Fotovoltaicas em Edifícios na Cidade de Santos, SP.

CDD 621.47

A meus pais Elzo e Dunia por seu amor incondicional e apoio em todos os momentos.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus pelo dom da vida. Agradeço também à minha família, principalmente à meus pais, Elzo e Dunia e irmã Mylla, pois o verdadeiro amor e felicidade estão na própria casa.

Ao Prof. Fernando Ramos Martins, pela orientação, pela paciência e dedicação, e pelos conhecimentos compartilhados durante a realização deste trabalho. Também a todos os professores do Departamento de Ciências do Mar pelos ensinamentos e que foram tão importantes na minha formação e na vida acadêmica.

A meu tio Carlos Alberto Mattar por todos os conselhos e apoio durante o meu processo de formação, e pela paciência nos esclarecimentos sobre detalhes essenciais e imprescindíveis para a realização deste trabalho.

À Renata Barros, por ter sido, além de namorada, companheira e uma grande amiga. Por sempre me fazer sentir bem.

Ao amigo Rafael Garcia, por ter se mostrado um grande irmão durante toda a formação. Também às grandes amizades feitas neste período, e sem vocês o caminho seria mais difícil.

"It is true that we cannot be visionaries until we become realists. It is also true that to become realists we must make ourselves into visionaries" Roberto Mangabeira Unger

RESUMO

Diante da crescente demanda por energia no Brasil, as fontes sustentáveis terão papel fundamental no suprimento afim de fomentar um desenvolvimento a logo prazo. Paralelo a isso, se insere a energia solar fotovoltaica que juntamente aos altos níveis de irradiação em todo o território brasileiro e com o âmbito regulatório da Geração Distribuída por meio da Resolução Normativa 482/2012, tem se tornado atrativa. Sendo assim, foram realizados dois estudos de caso na cidade de Santos – SP, para determinação da viabilidade do investimento em um sistema Fotovoltaicos Conectado à Rede e Integrado à Edificação (FV-CRIE) e em um sistema FV isolado. Para tanto, foram selecionados dois edifícios, sendo um residencial multifamiliar e o outro um edifício comercial de grande porte. Para a análise de viabilidade, foram calculados as Taxas de Internas de Retorno (TIR), assim como o Valor Presente Líquido (VPL) e o tempo de retorno *Payback*. A partir das análises, o investimento se tornou viável, apesar de longos períodos de *Payback*, no edifício comercial com o sistema FV-CRIE, mas apenas em cenários com pouca venda de energia gerada para a distribuidora local o que mostra o impacto da cobrança do ICMS sobre o consumo bruto da rede pública. Já o edifício comercial apresentou inviabilidade de utilização de um sistema FV isolado, uma vez que este se caracteriza como consumidor de livre mercado, com custo baixo na compra de energia da distribuidora. Logo, apesar do cenário promissor para a energia solar FV, a legislação ainda precisa de algumas modificações, como por exemplo na cobrança de impostos, para tornar o investimento mais atrativo, que acompanhado da crescente expansão deste mercado, possa ampliar a utilização desta fonte no Brasil.

Palavras-chave: energia solar; sistema fotovoltaicos; geração distribuída; viabilidade econômica.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Alíquotas mensais de ICMS para os diferentes tipos de consumidores da CPFL Piratininga	22
Tabela 2: Dados de irradiação mensal no plano inclinado na cidade de Santos, SP	25
Tabela 3: Custo de um sistema fotovoltaico dividido por escala de potência.	28
Tabela 4: Variação TIR, VPL e <i>Payback</i> para os diferentes cenários do edifício residencial multifamiliar baixa renda.	36

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Oferta Interna de Energia Elétrica do ano de 2013.	14
Figura 2: Número de conexões FV registradas pela REN 482, por UF.....	16
Figura 3: Produtividade mensal do sistema FV-CRIE, considerando uma <i>PR</i> de 0,8	26
Figura 4: Variação da Taxa Interna de Retorno com 80% da energia gerada injetada na rede de distribuição.	32
Figura 5: Variação da Taxa Interna de Retorno com 50% da energia gerada injetada na rede de distribuição.	33
Figura 6: Variação da Taxa Interna de Retorno com 20% da energia gerada injetada na rede de distribuição.	34
Figura 7: Variação da Taxa Interna de Retorno com 0% da energia gerada injetada na rede de distribuição.	35
Figura 8: Comparação das Taxas Internas de Retorno do edifício residencial divididas por porcentagem de injeção de energia na rede.....	36
Figura 9: Variação da Taxa Interna de Retorno com custo real do kWh.....	38
Figura 10: Variação da Taxa Interna de Retorno com custo do kWh pago por consumidores residenciais não baixa renda.	39
Figura 11: Comparação das Taxas Internas de Retorno do edifício comercial, considerando os dois diferentes custos de kWh.	40

LISTA DE ABREVIATURAS

ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FV	Fotovoltaico
FV-CRIE	Fotovoltaico Conectado à Rede e Integrado à Edificação
GD	Geração Distribuída
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PIS	Programa de Integração Social
PR	Taxa de desempenho (<i>Performance Ratio</i>)
REN	Resolução Normativa
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	11
1. 1. Objetivos	12
2. CENÁRIO BRASILEIRO	12
2. 1. Geração Distribuída.....	14
3. A ENERGIA SOLAR	17
3. 1. Silício cristalino (m-Si e p-Si)	18
3. 2. Filmes finos (<i>Thin-films</i>)	19
4. METODOLOGIA.....	21
4. 1. Métodos de Análise dos Consumidores	21
4. 1. 1. Consumo Mensal de Energia Elétrica	21
4. 1. 2. Impostos Incidentes Sobre as Tarifas	22
4. 1. 3 Taxa de Aumento Anual da Tarifa de Energia.....	23
4. 2. Métodos de Análise do Sistema FV	24
4. 2. 1. Dados de Irradiação Incidentes	24
4. 2. 2. Produtividade Mensal	25
4. 2. 3. Potência FV Instalada.....	26
4. 2. 4. Redução Anual da Produtividade	27
4. 2. 5. Custo do KWp Instalado	28
4. 2. 6. Despesas com Operação e Manutenção (O&M).....	28
4. 3. Métodos de Análise de Retorno do Investimento	29
4. 3. 1. Cenários e Variantes	29
4. 3. 2. Procedimentos de cálculo.....	30
5. RESULTADOS E DISCUSSÃO	31
5. 1. Edifício Residencial Multifamiliar.....	31
5. 1. 1. Cenário 1	31
5. 1. 2. Cenário 2	32
5. 1. 3. Cenário 3	33
5. 1. 4. Cenário 4	34
5. 1. 5. Comparação dos Cenários	35
5. 3. Edifício Comercial	37
5. 3. 1. Custo real do kWh	37
5. 3. 2. Custo kWh consumidor residencial	38
5. 3. 3. Comparação dos Cenários	39

6. CONCLUSÃO.....	41
7. REFERÊNCIAS	42

1. INTRODUÇÃO

A energia, nas suas mais variadas formas, é imprescindível e essencial à sobrevivência e evolução dos seres humanos (ANEEL, 2008). O fornecimento de energia primária mundial, em 2011, foi de 13.113 Mtep (Milhões de toneladas equivalente de petróleo), sendo que 81,6% provem dos combustíveis fósseis (IEA, 2013). Sendo assim, os padrões de produção e consumo de energia são nocivos ao meio ambiente, com a emissão de gases de efeito estufa, tornando isto um empecilho ao suprimento de longo prazo (Goldemberg *et al.*, 2007).

Se tratando da produção de energia elétrica, a geração mundial em 2011 foi de 22.126 TWh, sendo os combustíveis fósseis responsáveis por de 68% desta energia. Enquanto isso, fontes ditas como renováveis, como por exemplo energia solar e eólica, representam uma geração de apenas 4,5% do total (IEA, 2013).

Diante desses fatores, é necessário a busca por uma energia sustentável, produzida e utilizada de maneira a fomentar o desenvolvimento humano a longo prazo, englobando funções sociais, econômicas e ambientais (Goldemberg *et al.*, 2000). Sendo assim, as fontes renováveis de energia terão papel importante no suprimento elétrico, visando uma produção sustentável, uma vez que a eletricidade é um fator estratégico para o desenvolvimento socioeconômico de um país (ANEEL, 2008). Neste cenário, se insere a energia solar, uma vez que a radiação solar é uma fonte inesgotável e limpa de energia térmica e elétrica.

Esta fonte de energia é obtida através de painéis fotovoltaicos (FV), onde ocorre a conversão direta da luz solar em eletricidade por meio do Efeito Fotovoltaico (Pinho *et al.*, 2014). Uma das aplicações mais atrativa é a integração de painéis solares em edificações, com integração desta unidade geradora à rede elétrica (Rüther, 2004). Ou seja, se insere a chamada Geração Distribuída (GD), que permite uma forma descentralizada de produção de energia, melhorando o aproveitamento devido à proximidade das regiões de consumo, minimizando assim os processos de perda (ANEEL, 2014).

No Brasil, o uso deste tipo de geração de eletricidade teve seu marco regulatório estabelecido no ano de 2012 com a Resolução Normativa 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que define as condições gerais para o acesso da GD e para o sistema de compensação de energia elétrica. A grande vantagem desta REN está no fato da possibilidade de se injetar uma eventual

energia excedente gerada pelo consumidor na rede da concessionária de distribuição.

A partir disto, no Brasil foi adotado o sistema *net-metering*, onde o consumidor deposita a energia excedente na rede da concessionária, que a devolve em outro horário (ANEEL, 2014). Em contrapartida, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) em sua publicação no convênio ICMS 6 de 2013 passou tributar a energia gerada pelo consumidor no momento em que ela é devolvida.

Sendo assim, percebe-se o início de um incentivo à utilização da GD apesar de entendimentos divergentes entre a ANEEL e CONFAZ. Logo, no âmbito regulatório o cenário para a aplicação da energia solar fotovoltaica vem se tornando atrativo, o que juntamente a altos níveis de radiação solar apresentados em quase toda a extensão territorial do país (Pereira *et al.*, 2006), faz desta fonte uma excelente opção para a diversificação da matriz energética brasileira de maneira sustentável.

1. 1. Objetivos

O objetivo deste trabalho é o desenvolvimento e aplicação de uma metodologia para a avaliação do retorno de investimento em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede e Integrado à Edificações (FV-CRIE), assim como de sistemas FV isolados. Para tanto, foram escolhidos dois diferentes edifícios na cidade de Santos, São Paulo, sendo estes:

- Edifício Multifamiliar situado no BNH, considerando este como de moradores baixa renda;
- Edifício Comercial de grande porte, o Shopping Praiamar.

A partir dos estudos de casos realizados, também foi possível realizar uma análise da legislação brasileira quanto à Geração Distribuída e do custo de energia elétrica cobrada de consumidores residenciais, assim como consumidores comerciais.

2. CENÁRIO BRASILEIRO

No Brasil, a oferta interna de energia no ano de 2013 foi maior por parte das fontes não renováveis (59%), sendo os combustíveis fósseis responsáveis por

57,7% desta oferta (MME, 2014). Já se tratando de eletricidade, o país se encontra entre os maiores produtores de hidroeletricidade, sendo responsável por aproximadamente 2,4% da geração mundial, sendo este valor de 428 TWh (IEA, 2013).

Na Figura 1 podemos observar que a oferta interna de energia elétrica tem uma predominância da fonte hídrica que foi de cerca de 70,9% segundo o Balanço Energético Nacional de 2014 (ano base 2013). Mas se compararmos os dados com os de 2012, observamos uma redução significativa (6,0%) na porcentagem de geração desta fonte, que foi de 76,9% (MME, 2013). E ainda, segundo a ANEEL a geração por meio desta fonte atingiu 63,12% no mês de Novembro de 2014 (última consulta realizada pelo autor em 09/11/2014).

Tal fato pode ser justificado pela atual conjuntura das regiões Sudeste e Centro-Oeste, onde se tem a maior capacidade instalada do Brasil (Soito *et al.*, 2011) e os principais reservatórios apresentam níveis baixíssimos (ONS, 2014). Ou seja, com a situação atual da escassez de chuva, o abastecimento elétrico está comprometido, o que obriga a busca por outras fontes para garantir segurança do suprimento.

Como consequência dos baixos níveis dos reservatórios, ocorreu um aumento da geração de eletricidade por combustíveis fósseis, sendo que o Gás Natural passou de 7,9% em 2012, para 11,3% em 2013, assim como o petróleo e derivados que aumentaram em 1,1% no mesmo período (MME, 2013; MME, 2014). Logo, estes fatores colocam em evidência questões ambientais, abrindo caminho para o desenvolvimento de fontes energéticas sustentáveis para a composição e diversificação da matriz brasileira.

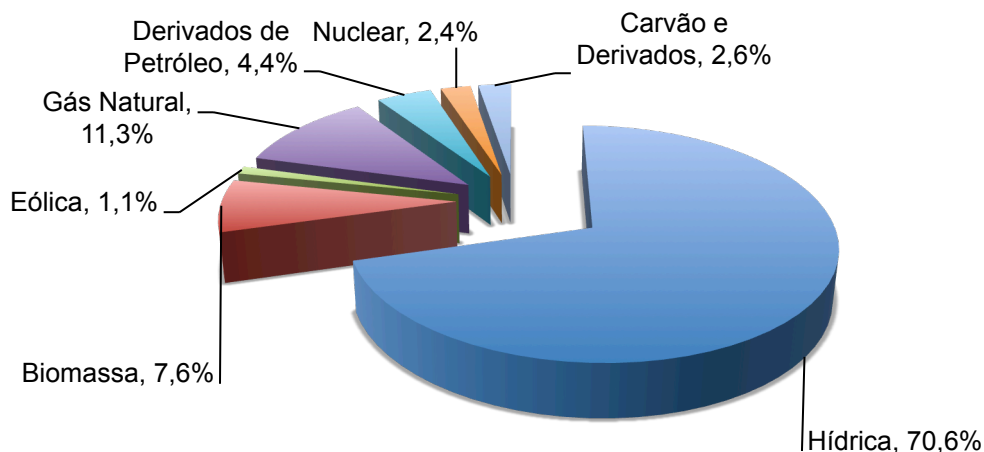


Figura 1: Oferta Interna de Energia Elétrica do ano de 2013 (Fonte: MME, 2014).

2. 1. Geração Distribuída

A atual forma de geração de energia elétrica que consiste em usinas (tanto hidrelétricas quanto termoeletricas) de grande porte para abastecer grandes centros urbanos e polos industriais, estrutura esta conhecida por geração Centralizada. Sendo assim, os impactos socioambientais causados pelas grandes áreas alagadas para o represamento de água nas hidrelétricas (Soito *et al.*, 2011) e as altas emissões de CO₂ nas termoeletricas, faz com que essas formas de produção de energia sejam pouco sustentáveis. E como essas usinas se encontram distantes dos grandes centros consumidores, a estrutura do sistema elétrico torna-se, então, vulnerável a falhas devido às extensas redes de transmissão, estando sujeito a interrupção no fornecimento de energia, assim como os altos custos que apresenta (Shayani *et al.*, 2006). Diante desse quadro é necessário traçar alternativas para a expansão e diversificação do parque gerador elétrico brasileiro, onde se inserem as pequenas centrais geradoras (micro e minigeração distribuída) (ANEEL, 2014).

Juntamente a este cenário explicitado anteriormente, se insere a Geração Distribuída (GD). Como critério de definição, o Decreto número 5.163/2004, em seu Art. 14, considera geração distribuída sendo “a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados [...] conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador”, mas exclui-se ainda os empreendimentos: hidrelétrico com capacidade

instalada superior a 30 MW; e termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, e ainda as que utilizam biomassa ou resíduos no processo, que não estarão limitadas no percentual de eficiência.

No âmbito da regulamentação da GD, a Resolução Normativa 482, aprovada em abril de 2012 pela ANEEL, estabelece algumas condições gerais para a instalação da geração distribuída de pequeno porte (tanto para a minigeração quanto para a microgeração). Se entende por microgeração, uma central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 100 kW. Já a minigeração se caracteriza com potência instalada superior a 100 kW até 1 MW (ambas são fontes com base em energia hidráulica, eólica, solar, biomassa ou cogeração qualificada).

Foi criado então um sistema de compensação de energia elétrica (*net metering*), no qual a unidade consumidora está apta a instalar um gerador em sua residência, podendo injetar energia ativa na rede como forma de empréstimo a distribuidora local. Essa energia injetada é posteriormente compensada para a unidade consumidora, podendo utilizar os créditos excedentes em até 36 meses subsequentes. Vale ressaltar ainda que unidades consumidoras com mesmo CPF ou CNPJ podem utilizar os créditos gerados (ANEEL, 2012). Sendo assim, o consumo de energia elétrica a ser faturado corresponde a diferença entre a energia consumida e a injetada. Ressalta-se ainda que o consumidor ainda deverá pagar os impostos ICMS definidos no convênio 6 CONFAZ e PIS/CONFINS incidentes sobre o total absorvido pela rede, dependendo da forma de incidência dos mesmo em cada Estado (ANEEL, 2014).

E ainda com o crescente mercado de painéis fotovoltaicos com redução dos custos de operação e produção (Razykov *et al.*, 2011; Rûther *et al.*, 2011), que a Geração Distribuída (GD) é inserida para, permite uma forma descentralizada de produção de energia, melhorando o aproveitamento devido à proximidade das regiões de consumo, minimizando assim os processos de perda (Eltawil *et al.*, 2009; Kaundinya *et al.*, 2009; Macêdo *et al.*, 2007; Rûther *et al.*, 2004; Urbanetz *et al.*, 2012). A partir disso, existe toda uma conjuntura tanto legislativa/econômica quanto socioambiental para a inserção da energia solar fotovoltaica na matriz energética brasileira, de modo a se utilizar da GD.

Com este cenário, após pouco mais de dois anos da REN 482, o Brasil conta com 259 Usinas FV com potência total outorgada de 18.818,97 kW. Deste total, 250

conexões são registradas como mini ou microgeradores e regulamentados de acordo com a REN 482. A Figura 2 mostra a distribuição destas conexões por UF, destacando Minas Gerais que possui o maior número do país com 45 conexões (ANEEL, 2014), o que pode ser explicado pelo fato do Estado ter isentado o ICMS sobre o consumo bruto da energia e aplicando apenas no consumo líquido (Lei nº 20.804/2013 – Minas Gerais).

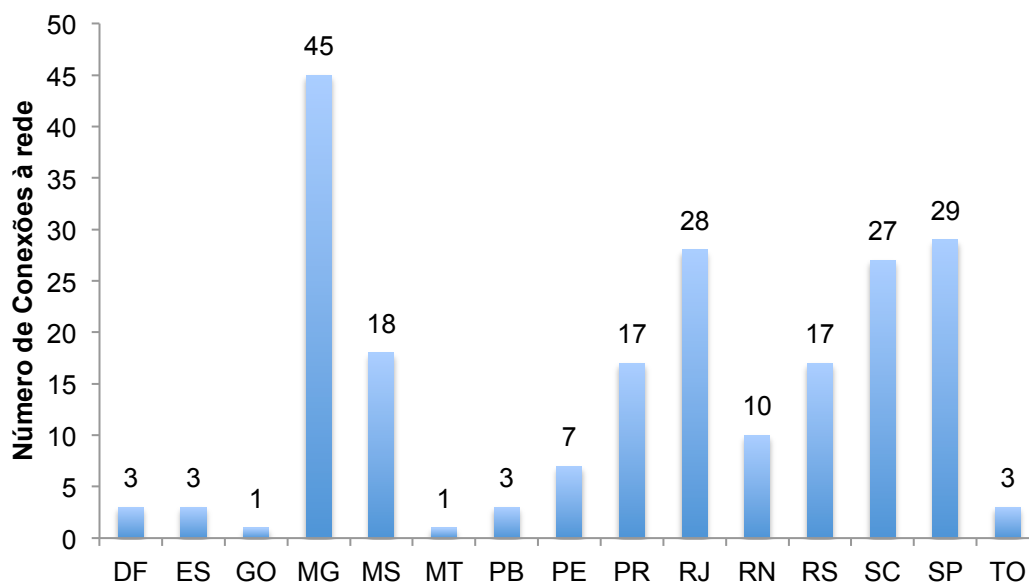


Figura 2: Número de conexões FV registradas pela REN 482, por UF (Fonte: ANEEL, 2014).

3. A ENERGIA SOLAR

No Brasil, o Projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*) teve como objetivo principal promover o levantamento de uma base de dados com o intuito de auxiliar no planejamento e desenvolvimento de políticas públicas de incentivo a projetos nacionais de energia solar e eólica. O Projeto SWERA promoveu o mapeamento do potencial energético solar no Brasil, que resultou na publicação do Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira *et al.*, 2006).

No mapeamento do potencial energético solar apresentado no Atlas, o valor máximo de irradiação global ($6,5 \text{ kWh/m}^2$) ocorre no norte do estado da Bahia e isso se deve ao fato do clima semiárido e da baixa precipitação ao longo do ano. Já a região com valor mínimo de irradiação global ($4,25 \text{ kWh/m}^2$) ocorre no litoral norte de Santa Catarina devido à precipitação bem distribuída ao longo do ano.

Os valores médios do total diário de irradiação solar global incidente em qualquer região do território brasileiro está entre $1500\text{-}2500 \text{ Wh/m}^2$, sendo esses valores superiores aos da maioria dos países da União Europeia, onde esses recursos são aproveitados amplamente (Alemanha $900\text{-}1250 \text{ Wh/m}^2$; França $900\text{-}1650 \text{ Wh/m}^2$; Espanha $1200\text{-}1850 \text{ Wh/m}^2$). Sendo assim, existe um grande potencial para a aplicação de cenários de energia solar (Pereira *et al.*, 2006; Pinho *et al.*, 2014).

Se tratando de produção de energia, a conversão direta da luz (irradiação solar) em energia elétrica é produzida por uma célula fotovoltaica, sendo fabricada com um material semicondutor (Muneer *et al.*, 2003; Pinho *et al.*, 2014; Razykov *et al.*, 2011). Levando em conta que a irradiação solar apresenta baixa densidade energética, se comparado às fontes convencionais (da ordem de 1000 W/m^2 em um dia ensolarado), os painéis fotovoltaicos precisam apresentar baixo custo para que seja uma tecnologia competitiva para a produção de energia elétrica (Rüther, 2004).

Um sistema de geração fotovoltaico é composto por várias células fotovoltaicas e conexões mecânicas e elétricas, sendo classificados em função da potência (medida em quilowatts pico - kWp), que é a quantidade de energia elétrica que um sistema deverá gerar quando a radiação solar está incidindo diretamente em condições de céu claro. Este sistema, então, pode ser ligado na rede de distribuição pública, alimentando a mesma. Sendo assim, tem-se uma geração descentralizada

ou distribuída (Parida *et al.*, 2011). Um sistema de geração isolado é aquele que não é conectado à rede de distribuição de eletricidade.

As diversas tecnologias utilizadas na fabricação das células fotovoltaicas são divididas em três gerações (Pinho *et al.*, 2014) das quais serão brevemente descritas neste trabalho as duas primeiras, uma vez que a terceira está apenas em fase de estudos. A primeira é dividida entre o silício monocristalino (m-Si) e o silício policristalino (p-Si), que representaram cerca de 90% do mercado em 2011, segundo o NREL (*National Renewable Energy Laboratory*). A segunda geração é chamada de filmes finos (*thin-films*), sendo dividida em três cadeias produtivas: o disseleneto de cobre e índio (CIS); disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS); silício amorfo (a-Si) e o telureto de cádmio (CdTe; Pinho *et al.*, 2014; Razykov *et al.*, 2011). Já a terceira geração ainda está em fase de pesquisa e testes, com produções em baixa escala e é representada por: multijunção de células fotovoltaicas (ex: a-Si/m-Si) e célula fotovoltaica para concentração (CPV – *Concentred Photovoltaics*), células sensibilizadas por corante (DSSC – *Dye-Sensitized Solar Cell*) e células orgânicas (OPV – *Organic Photovoltaics*). Estas tecnologias se mostram bastante promissoras, com rápida evolução na sua eficiência de conversão (Pinho *et al.*, 2014).

3. 1. Silício cristalino (m-Si e p-Si)

O silício puro possui uma baixa condutividade. Através da introdução de uma pequena quantidade de boro (dopagem), forma-se silício do tipo *p* (positiva) (Bruschi *et al.*, 2011; Muneer *et al.*, 2003). A condutividade do silício é maior, uma vez que o boro apresenta portadores de carga positiva, e não elétrons, mas lacunas ou buracos onde os elétrons de outra forma seriam esperados nas ligações que formam a estrutura cristalina. A superfície *n* é geralmente dopada com fósforo, obtendo elétrons livres. Todas as células fotovoltaicas possuem uma junção *n-p*, sendo a maior parte do silício da célula do tipo *p*, ao passo que a superfície da frente, onde a luz entra, é do tipo *n* (negativa). Como o silício é iluminado por luz solar, ele excita um elétron da banda de valência para a banda de condução, criando um par elétron-buraco. O elétron negativo e o buraco positivo geram uma carga quando em movimento da superfície *n* para a superfície *p*. Quando os contatos metálicos são aplicados às duas superfícies, os elétrons fluem num circuito externo através de uma carga aplicada (Muneer *et al.*, 2003; Pinho *et al.*, 2014).

Um semiconductor elementar, não é tóxico e grande abundância na crosta terrestre (cerca de 26% da crosta) são algumas das vantagens de se usar o silício como material para células fotovoltaicas (Bruton, 2002; Saga, 2010), apesar de possuir um custo de produção muito elevado (Rüther, 2004). Segundo o ultimo *Best Research-Cell Efficiencies* do NREL, o m-Si possui eficiência de 25% e o p-Si eficiência de 20,4%, uma vez que a perfeição cristalina do p-Si é menor em relação ao m-S. O silício policristalino (p-Si) tem ganhado espaço no mercado mundial em relação ao m-Si. Apesar de possuir menor eficiência em conversão, apresenta um custo mais baixo de produção, uma vez que a perfeição cristalina é menor em relação ao m-S (Rüther, 2004).

3. 2. Filmes finos (*Thin-films*)

Segundo o NREL, a melhor eficiência atingida pelo silício amorfo (a-Si) está na faixa de 13,4%. Tecnologia utilizada em calculadoras, relógios entre outros produtos de baixo consumo elétrico. Devido ao fato de apresentar resposta espectral mais voltada para a região azul do espectro eletromagnético, estas células se mostram muito eficientes diante de iluminação artificial, sendo até mesmo mais eficientes que c-Si diante de tais circunstâncias. Levando em conta o valor por m^2 , o a-Si apresenta custo inferior à metade do custo do c-Si. A grande vantagem da aplicação dessa tecnologia fotovoltaica em países de clima quente como o Brasil, está no fato de que, ao contrario das outras tecnologias, o aumento da temperatura ambiente não provoca redução na eficiência do módulo a-Si. Quando integrado em edificações, a performance do a-Si em termos de energia gerada (kWh) por potência instalada (kWp) tem se mostrado superior à das demais tecnologias em uso no Brasil (Rüther, 2004).

Os filmes finos compostos por cádmio (Cd) e telúrio (Te) são os que apresentam maior crescimento de mercado nos últimos anos. Castillo-Alvarado *et al* (2010) determinou que os valores da banda de valência da junção CdS (sulfureto de cádmio)/CdTe dependem das imperfeições estruturais e químicas. A performance da heterojunção CdS/CdTe dependem criticamente das estruturas formadas durante a deposição de filmes finos e qualquer processamento posterior (Lane *et al.*, 2000). Segundo o NREL, as melhores eficiências atingidas em filmes finos de telureto de cádmio é de 20,4%. Os custos do CdTe são baixos no regime de produção em grande escala, o que pode fazer esta tecnologia ganhar destaque. A grande

desvantagem dessa tecnologia reside no fato da baixa abundância dos elementos utilizados na sua produção, além de apresentar uma toxicidade relativamente maior (Rüther, 2004).

O disseleneto de cobre e índio (CuInSe_2 , ou CIS) e o disseleneto de cobre, gálio e índio (Cu(InGa)Se_2 ou CIGS) apresentam as maiores eficiências entre os filmes finos, além de apresentar menor custo e necessitar de baixa energia e custo para sua produção (Delahoy *et al.*, 2004; Kaelin *et al.*, 2004; Palm *et al.*, 2004), podendo se tornar um grande competidor no mercado (Rüther, 2004). Segundo o NREL, as maiores eficiências do CIGS são na faixa de 20,8% e 23,3%, e são os mais estudados devido ao seu alto coeficiente de absorção ótica. As propriedades comuns das técnicas de baixo custo para sua produção são o uso de métodos simples e rápidos de deposição não à vácuo e a prefixação da composição do filme a um nível molecular numa camada precursora, que é química e termicamente tratada para formar uma película de alta qualidade CIGS. A célula solar CIGS convencional é uma pilha de camadas consistindo de um contato molibdênio no fundo, o absorvedor de CIGS, um CdS fino ou camada tampão de ZnS ou In_2S_3 , e uma bicamada de óxido de zinco dopado intrínseca e alumínio como óxido condutor transparente (TCO) de contato frontal. Este conjunto de camadas é depositada sobre um substrato de vidro de soda-cal, ou substratos flexíveis tais como polímeros ou metais de películas (Kaelin *et al.*, 2004). A sua desvantagem é como o caso do CdTe, onde a pouca abundância dos elementos e a toxicidade ganham destaque (Rüther, 2004).

4. METODOLOGIA

Neste capítulo explica-se a metodologia para avaliar e analisar o retorno do investimento em sistemas FV-CRIE e FV isolados na cidade de Santos, São Paulo. Para tanto, optou-se pela escolha de diferentes cenários de aplicação: um edifício multifamiliar situado no condomínio residencial conhecido como BNH (consumidores baixa renda) e um edifício comercial de grande porte, o Shopping Praiamar;

Como método de análise dos consumidores, utilizou-se os seguintes critérios:

1. Consumo mensal de energia elétrica;
2. Impostos incidentes sobre as tarifas dos diferentes tipos de consumidores;
3. Taxa de aumento anual da tarifa de energia.

Quanto ao sistema FV, apresenta-se nas seguintes seções a metodologia para a definição de alguns critérios:

1. Dados de irradiação incidente;
2. Produtividade mensal (kWh/kWp/mês) considerada;
3. Potência FV a ser instalada;
4. Redução anual da produtividade;
5. Custo do kWp instalado;
6. Despesas com Operação e Manutenção.

Por último, para análise do retorno de investimento em um sistema FV utiliza-se os seguintes tópicos:

1. Cenários e variantes;
2. Cálculos para a análise de retorno de investimento.

4. 1. Métodos de Análise dos Consumidores

4. 1. 1. Consumo Mensal de Energia Elétrica

Para realizar tal análise, foi necessário obter os dados dos três edifícios em estudo. No caso do edifício multifamiliar contendo 80 apartamentos, devido a impossibilidade de se obter as contas de energia de todos os apartamentos, foram coletados os dados por consulta através da LAI (Lei de Acesso a Informação) pelo site da ANEEL. Tais dados foram filtrados de maneira que se obtivesse, no período

de 12 meses, o consumo médio de energia de consumidores baixa renda do tipo B1 residencial, do estado de São Paulo, que se inserem no setor de distribuição da cidade de Santos, a Companhia Piratininga de Força e Luz (CPFL). Realizou-se o mesmo procedimento anterior em um mesmo período de tempo (maio/2013 a abril/2014), onde foi calculado o consumo médio mensal, equivalente a aproximadamente 17.747 kWh.

Para o caso referente ao edifício comercial de grande porte do consumidor tipo A4 comercial, foi realizado contato junto à gerência do estabelecimento com o intuito de se obter as contas de energia. Sendo assim, foram coletados os dados de consumo num período de 12 meses (de maio/2013 a abril/2014), assim como os valores pagos. Adotou-se então que os padrões de consumo mensal sejam constantes ao longo dos 25 anos.

4. 1. 2. Impostos Incidentes Sobre as Tarifas

Para fins deste trabalho, utilizou-se o preço do kWh da distribuidora local (CPFL Piratininga) em consulta ao site da ANEEL. Quanto aos tributos estaduais, o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) faz parte do valor da operação no cálculo de energia. Por consulta ao site da CPFL, foram obtidas as alíquotas mensais das diferentes classes de consumidores, que se encontram detalhadas na Tabela 1. Já os impostos PIS e COFINS apresentam uma alíquota aplicada de 0,86% e 3,97%, respectivamente.

Classes	Faixa de Consumo (kWh)	Alíquota ICMS
Residencial	0 a 90	Isento
	91 a 200	12%
	Acima de 200	25%
Poder Público e Autarquias		Isento
Demais classes	Qualquer consumo	18%

Tabela 1: Alíquotas mensais de ICMS para os diferentes tipos de consumidores da CPFL Piratininga (Fonte: CPFL Piratininga).

Sendo assim, devido a faixa de consumo do edifício multifamiliar residencial foi obtido um kWh de valor R\$ 0,27207 (sem considerar os impostos) para consumidores baixa renda, com vigência de 23/10/2013 a 22/10/2014. Já os impostos PIS/COFINS foram de 4,83% e ICMS de 25%.

Para o edifício comercial, por se tratar de um consumidor de livre mercado (consumidores com carga igual ou maior que 3.000kW, em qualquer tensão – Lei nº 9.074/1995), não foram aplicados os preços do kWh, uma vez que pela legislação da ANEEL (Resolução Normativa 482/2012) estes ficam impedidos de se utilizar do sistema de compensação de energia. Logo, a análise deste edifício se dá por um sistema FV que não seja integrado na rede de distribuição de energia. Para determinar o preço do kWh, foi feito um cálculo da média dos preços pagos pelo kWh/mês, sendo este valor de R\$0,0582 (incluindo PIS/COFINS, assim como a alíquota de 18% de ICMS). Já para a análise considerando o custo do kWh pago por um consumidor residencial, foi utilizada a tarifa de R\$ 0,27824 (sem impostos) válida para consumidores residenciais não baixa renda, com vigência de 23/10/2013 a 22/10/2014. Já os impostos PIS/COFINS foram de 4,83% e ICMS de 18%.

Vale ressaltar ainda que segundo a REN 482/2012 da ANEEL, o consumidor deverá pagar ICMS sobre o consumo bruto de energia da rede de distribuição, o que pode tornar o investimento menos vantajoso.

4. 1. 3 Taxa de Aumento Anual da Tarifa de Energia

Diante do cenário atual em que se insere, a nossa atual forma de geração se encontra em um certo estado de calamidade na região Sudeste do Brasil. Os reservatórios de água das hidrelétricas se encontram em níveis baixíssimos, onde a capacidade de geração foi reduzida. Tal fato pode ser comprovado pelo Balanço Energético Nacional de 2014 (BEN - ano base 2013), onde a geração de energia elétrica pela fonte hídrica foi de 70,6% (MME, 2014), enquanto que no BEN 2013 (ano base 2012) esse valor foi de 76,9% (MME, 2013). Sendo assim, tornou-se necessária a geração para abastecimento por meio de outras fontes mais caras e até mesmo mais poluentes. Logo se estabelece um cenário energético com grandes aumentos nas faturas de energia.

A partir desta argumentação e com consultas informais à um representante da ANEEL, será proposto uma taxa de aumento anual da tarifa de energia de forma

que: nos dois primeiros anos de uso do sistema FV, ocorra um aumento significativo na fatura chegando a ser de 20% a.a.; em seguida esse valor passa a ter uma queda significativa, estabilizando na faixa de 5% a.a..

4. 2. Métodos de Análise do Sistema FV

4. 2. 1. Dados de Irradiação Incidentes

Foram coletados os dados de irradiação incidentes no território brasileiro. Para tanto, utilizou-se o Atlas Brasileiro de Energia Solar que é um produto que foi desenvolvido dentro do projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*). A partir da base de dados compatível com sistemas de informação geográfica (SIG) levantada pelo projeto, foi determinado os níveis de irradiação incidentes na área de estudo (Santos-SP). Como método de determinação, utilizou-se o *software* gratuito QuantumGis (QGIS), onde foram inseridos a base de dados no formato .shp (*shapefile*) da irradiação no plano inclinado.

Com o auxílio da ferramenta também gratuita Google Earth, foram determinados as coordenadas dos edifícios na cidade de Santos em estudo, para que fossem criados um banco de coordenadas que foram utilizadas no próprio QGIS. Sendo assim, com as coordenadas plotadas na camada vetorial adicionada no *software* QGIS, foi possível determinar a irradiação incidente sobre cada edifício. Para fins deste trabalho, optou-se pelos dados de irradiação mensal para facilitar as análises, que estão sintetizados na Tabela 2.

Tais dados de irradiação coletados se referem ao posicionamento ideal do sistema FV-CRIE e que proporcionam a melhor produtividade anual. Ou seja, a irradiação no plano inclinado é aquela que incidente numa superfície voltada para o Norte e com ângulo de inclinação igual à latitude local. Vale ressaltar que apesar da alta confiabilidade dos dados disponíveis no Atlas, o autor considera que uma maior precisão nos dados de irradiação seria permitida com a utilização de equipamentos de medição (pireliômetro, piranômetro termoeletrico e fotovoltaico) nos locais em estudo, avaliando as radiações global, difusa e direta e as relacionando com os resultados apresentados no Atlas.

Mês	Irradiação (Wh)
JAN	6364
FEV	5424
MAR	4453
ABR	5457
MAI	4878
JUN	4166
JUL	4891
AGO	3957
SET	4857
OUT	5683
NOV	5381
DEZ	5519

Tabela 2: Dados de irradiação mensal no plano inclinado na cidade de Santos, SP (Fonte: Pereira *et al.*, 2006).

4. 2. 2. Produtividade Mensal

Em um sistema FV-CRIE, a produtividade (*Yield*) é igual à energia elétrica total gerada pelo sistema em um intervalo de tempo (na saída do inversor, onde é disponibilizada para o edifício), dividido pela potência nominal total do sistema FV (i.e. potência nominal do somatório dos módulos) (Marion *et al.*, 2005). Sua unidade é expressa em kWh/kWp/ano ou em kWh/kWp/mês.

A Taxa de Desempenho de um sistema FV (PR - *Performance Ratio*) é o fator mais importante para a ser medido na avaliação do comportamento global de um sistema FV. A taxa de desempenho está relacionada a fatores como a temperatura do módulo; sujeira; incompatibilidade e perda nas fiações; e nos processos de transformação de corrente contínua para alternada (Woyte *et al.*, 2013). Quando se multiplica a PR pela irradiação total anual se obtém a produtividade anual estimada pelo sistema (Marion *et al.*, 2005). Ou seja, este valor é a energia estimada que o sistema FV irá gerar anualmente em relação à unidade de potência instalada (potência do sistema FV).

Sendo assim, diante dos dados de irradiação obtidos através do Atlas Brasileiro de Energia Solar aplicou-se uma PR no valor de 0,8, que é um valor

bastante provável encontrado em sistemas FV (Woyte *et al.*, 2013; Pinho *et al.*, 2014), inclusive em sistemas instalados no Brasil (Viana *et al.*, 2012) e na Europa (Friesen *et al.*, 2014). Os dados de produtividade mensal estão sintetizados na Figura 3 a seguir.

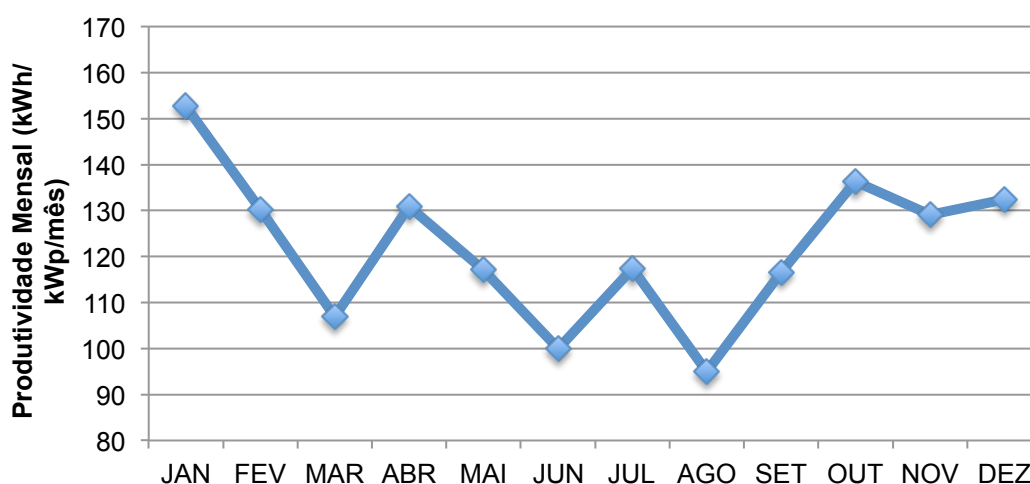


Figure 3: Produtividade mensal do sistema FV-CRIE, considerando uma *PR* de 0,8.

Como se pode observar, existe uma variação grande na produtividade do sistema, como por exemplo, no mês de Janeiro onde a produtividade é máxima chegando a ser de aproximadamente 153 kWh/kWp/mês, enquanto que o menor valor é de aproximadamente 95 kWh/kWp/mês no mês de Agosto.

Vale ressaltar que não foram supostos e nem mesmo considerados alguns fatores, como possíveis sombras de outros edifícios que afetariam a produtividade do sistema FV-CRIE.

4. 2. 3. Potência FV Instalada

Como forma de estimar a potência a ser instalada do sistema FV-CRIE, foi proposto primeiramente diferentes condições para os dois tipos de edifício, onde se aplica uma *PR* de 80%. Logo, diante dos diferentes padrões de consumo dos diferentes edifícios em estudo considera-se:

- No edifício residencial multifamiliar, considerou-se que o consumo mensal seja constante de 17.747 kWh. Logo optou-se por um sistema com potência instalada em escala comercial de 100 kWp, devido ao alto consumo em um

edifício multifamiliar de grande porte, sendo projetado para evitar o pagamento do custo de disponibilidade (i. e. geração nunca ultrapassa o consumo).

- Já no edifício comercial, como o consumo é alto o dia todo, optou-se por um sistema isolado (não conectado à rede de distribuição) em que toda a energia gerada seja utilizada, não sendo necessária a utilização de baterias para armazenagem de energia, sendo uma situação que seria bem próxima da realidade. Sendo assim, optou-se por utilizar uma potência FV instalada de 1.000 kWp, que seria um sistema de grande capacidade de geração, assim como seria útil na cobertura de parte de seu estacionamento.

Por não ser o objetivo deste trabalho, não foram realizados nenhum levantamento das dimensões que os sistemas ocupariam nos edifícios. Ressalta-se também, que a potência instalada por meio do sistema de compensação de energia fica limitada à carga instalada, no caso dos consumidores grupo B (residencial) (REN 482/2012).

4. 2. 4. Redução Anual da Produtividade

A redução anual da produtividade de um sistema FV-CRIE depende em grande parte da qualidade dos inversores e dos módulos FV. Como critério de definição, optou-se por escolher os módulos FV de silício cristalino (c-Si), que são os mais produzidos e utilizados no mercado. Os fabricantes deste tipo de módulo garantem um rendimento mínimo durante um período de 25 anos, com uma redução de produtividade anual linear de 0,7-0,8%/ano (Pinho *et al.*, 2014).

Mas quando se considera situações reais, trabalhos que analisam o desempenho de sistemas FV-CRIE no Brasil (Nascimento *et al.*, 2014; Viana *et al.*, 2012) e na Europa (Friesen *et al.*, 2014) indicam que uma redução na produtividade de 0,5% ao ano é plausível de ocorrer. Sendo assim, para fins deste trabalho, considerou-se uma redução de 0,5% a. a. na produtividade do sistema para realizar as análises de investimento.

4. 2. 5. Custo do KWp Instalado

Diante do crescente declínio no preço dos painéis FV e dos inversores (IPEA, 2013; Rüther *et al.*, 2011), o preço de um sistema FV completo (incluindo inversor e todos os materiais necessários para a instalação e montagem), consequentemente também vem diminuindo, uma vez que os painéis correspondem à cerca de 60% do custo total (EPE, 2012). Sendo assim, com base nos dados levantados em uma Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Energética Brasileira (2012) feita pela Empresa de Pesquisa Energética, foram utilizados os preços levantados no mercado internacional, sintetizados na Tabela 3 a seguir. Ressalta-se que para realizar a correção monetária, foi utilizado o câmbio do dia 19/09/2014, em que segundo o Banco Central era 1 Dólar = 2,3656 Reais. Foram incluídos no preço final 25% de tributos.

Potência	Painéis	Inversores	Instalação e Montagem	TOTAL (US\$/Wp)	TOTAL (R\$/Wp)
Residencial (4-6kWp)	2,23	0,57	0,70	3,50	10,35
Residencial (8-10kWp)	2,02	0,50	0,63	3,15	9,31
Comercial (100kWp)	1,74	0,42	0,54	2,70	7,98
Industrial (≥ 1.000 kWp)	1,60	0,30	0,48	2,38	7,04

Tabela 3: Custo de um sistema fotovoltaico dividido por escala de potência (Fonte: EPE, 2012).

Sendo assim, no edifício multifamiliar o sistema FV-CRIE possui uma potência de escala comercial (100 kWp) devido à critérios de análise para tornar o investimento um pouco mais atrativo. Logo, o preço do sistema, sem incluir os custos de Operação e Manutenção (O&M), apresentou o valor de R\$ 798.390,00.

No caso do edifício comercial, o preço do sistema obteve um preço por Wp menor em relação aos outros dois devido à alta potência instalada. Seu valor final foi de R\$ 7.037.660,00, sem valores de O&M.

4. 2. 6. Despesas com Operação e Manutenção (O&M)

Para que um sistema FV-CRIE opere com uma produtividade (PR) esperada, é necessário gastos com O&M. Sendo assim, considerou-se essas despesas como

sendo 1% a. a. sobre o valor total do sistema FV-CRIE. Tal valor seria plausível pois permitiria a troca do inversor ao longo do período de vida útil do sistema, considerando que este aparelho apresente uma vida útil de 10-15 anos (Pinho *et al.*, 2014; Viana *et al.*, 2012), e que existe uma tendência de queda nos preços dos inversores (EPE, 2012).

4. 3. Métodos de Análise de Retorno do Investimento

4. 3. 1. Cenários e Variantes

Com base nas informações anteriores, foram propostas condições diferentes para cada um dos edifícios afim de analisar o retorno do investimento em um sistema FV-CRIE:

- **Edifício Multifamiliar Residencial:** Sistema FV-CRIE com 100 kWp, considerando uma *Performance Ratio* de 0,8 sobre a irradiação mensal no plano inclinado, com os seguintes cenários de variação:
 1. 80% da energia FV gerada seja injetada na rede de distribuição;
 2. 50% da energia FV gerada seja injetada na rede de distribuição;
 3. 20% da energia FV gerada seja injetada na rede;
 4. e por último, 0% da energia FV gerada seja injetada, ou seja, ela seria toda consumida.

Este tipo de análise será feito para se ter uma ideia do impacto do ICMS sobre o consumo bruto de energia da distribuidora.

- **Edifício Comercial:** Sistema FV isolado (não conectado na rede de distribuição), considerando uma *Performance Ratio* de 0,8 sobre os dados de irradiação mensal no plano inclinado, onde a análise será feita apenas no sentido de determinar o quanto será economizado na compra de energia da distribuidora, uma vez que este edifício não se encaixa nos critérios do sistema de compensação de energia. Considerou-se dois cenários:
 1. Custo real do kWh;
 2. Custo que um consumidor residencial (não baixa renda) paga pelo kWh.

Assim sendo, diante das diferentes condições que cada edifício apresenta foram calculados os seguintes critérios de análise do retorno de investimento:

- **Valor Presente Líquido (VPL);**
- **Taxa Interna de Retorno (TIR);**
- **Tempo de retorno do investimento (*Payback*).**

Para o cálculo de retorno de investimento, é necessário definir uma taxa de desconto (juros) ou uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Essa taxa de juros representa o mínimo que um investidor se propõe a ganhar quando faz um investimento. Sendo assim, definiu-se como TMA um valor de 6% a.a., baseando-se em um valor muito próximo da remuneração da caderneta de poupança em consulta ao site do Banco Central.

4. 3. 2. Procedimentos de cálculo

Para o cálculo das tarifas do edifício multifamiliar e do edifício público, considerando os impostos, foi utilizada a seguinte equação:

$$\text{Tarifa} = \frac{\text{Tarifa ANEEL}}{[1 - (\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS})]}, \quad (1)$$

Já para o cálculo do VPL, utilizou-se a seguinte equação:

$$\text{VPL} = \sum_{t=1}^N \frac{\text{FC}_t}{(1 + \text{TMA})^t} \quad (2)$$

onde t corresponde ao número de ordem do ano de operação do FV-CRIE, sendo 0 o ano em que se realiza o investimento e ocorre o início de operação. O valor de t possui um valor máximo de 25 anos; e os valores de fluxo de caixa anual são representados por FC_t .

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Este capítulo se dividirá em três partes para a análise separada de cada edifício, levando em conta as variantes de cada um deles. Logo, para que os investimentos se apresentem viáveis, a Taxa Interna de Retorno (TIR) deve ser maior que a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), assim como o Valor Presente Líquido deve ser positivo.

5. 1. Edifício Residencial Multifamiliar

Foi estipulado para este edifício: sistema FV-CRIE com 100 kWp com valor de R\$ 798.390,00, considerando uma *Performance Ratio* de 0,8 sobre a irradiação mensal no plano inclinado. Sendo assim, será analisado cada cenário separadamente.

5. 1. 1. Cenário 1

- Potência instalada de 100 kWp
- 80 % da energia FV gerada é injetada na rede de distribuição;
- Redução de 0,5% a. a. na produtividade do sistema;
- PR de 0,8;
- 1% a. a. com gastos de O&M;
- TMA de 6% a. a.;
- Aumento na tarifa de energia de 20% a. a. para os dois primeiros anos do sistema, e 5% a. a. para o restante do período de vida-útil.

Levando em consideração o padrão de consumo do edifício residencial multifamiliar, este cenário é hipotético mas bastante provável de ocorrer uma vez que o consumo se dá em grande parte no período da noite. E mesmo que todos os moradores não estejam em casa no período de maior produtividade do sistema FV-CRIE, ainda existem aparelhos que necessitam de eletricidade para funcionar, correspondendo aos 20% da produção FV.

Sendo assim, o investimento apresentou uma Taxa Interna de Retorno que ficou positiva apenas no final do ano 15, sendo de 5,46% ao final dos 25 anos (Figura 4) nunca ultrapassando a TMA, e consequentemente o VPL foi negativo, com valor de R\$ 75.907,07. Logo, o *Payback* do investimento será maior que o período de vida-útil do sistema, ou seja, maior que 25 anos.

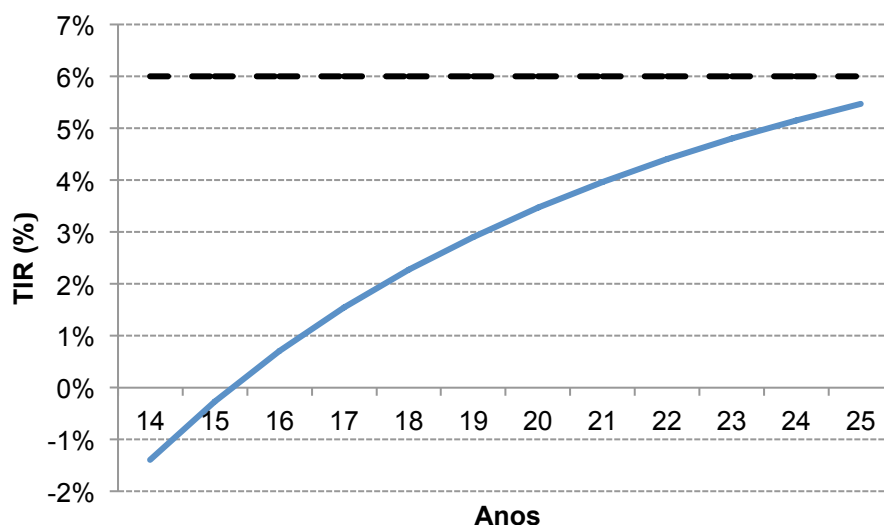


Figura 4: Variação da Taxa Interna de Retorno com 80% da energia gerada injetada na rede de distribuição.

5. 1. 2. Cenário 2

- Potência instalada de 100 kWp;
- 50% da energia FV gerada é injetada na rede de distribuição;
- Redução de 0,5% a. a. na produtividade;
- PR de 0,8;
- 1% a. a. com gastos de O&M;
- TMA de 6% a. a.;
- Aumento na tarifa de energia de 20% a. a. para os dois primeiros anos do sistema, e 5% a. a. para o restante do período de vida-útil.

Este cenário também se aproxima muito da realidade de um edifício residencial, uma vez que os níveis de consumo podem ser mais altos durante o dia sendo que nem todos os moradores trabalham ou estudam fora de casa. Logo, 50% da energia gerada pelo sistema FV-CRIE será utilizada no edifício, diminuindo o consumo bruto de energia fornecido pela distribuidora.

Sendo assim a Taxa Interna de Retorno ficou positiva a partir do ano 15, chegando a 6,27% ao final dos 25 anos (Figura 5). Consequentemente, o VPL foi positivo de R\$ 39.879,86 com um *Payback* em 24,08 anos. Apesar do projeto ser viável por meio da análise financeira, ainda não é vantajoso devido ao longo tempo de retorno de investimento.

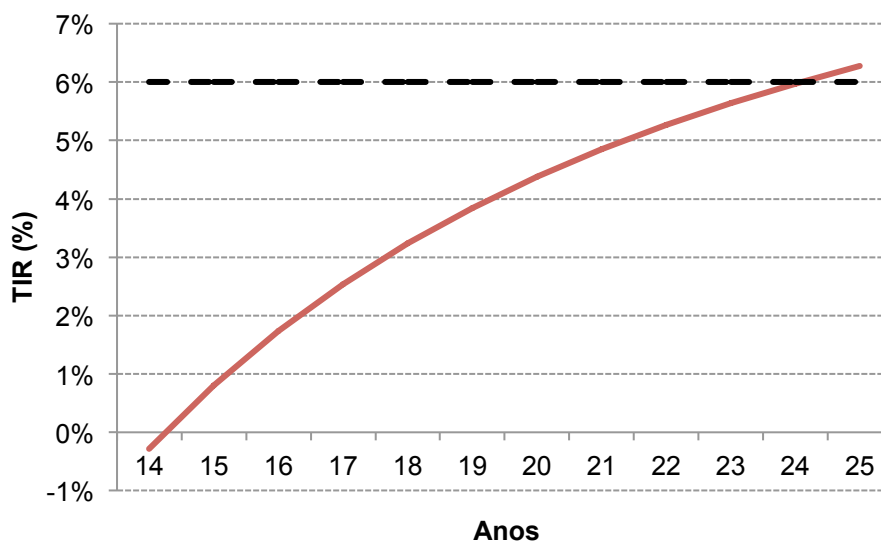


Figura 5: Variação da Taxa Interna de Retorno com 50% da energia gerada injetada na rede de distribuição.

5. 1. 3. Cenário 3

- Potência instalada de 100 kWp;
- 20% da energia FV gerada é injetada na rede de distribuição;
- Redução de 0,5% a. a. na produtividade;
- PR de 0,8;
- 1% a. a. com gastos de O&M;
- TMA de 6% a. a.;
- Aumento na tarifa de energia de 20% a. a. para os dois primeiros anos do sistema, e 5% a. a. para o restante do período de vida-útil.

Este cenário se apresenta menos provável, uma vez que padrões de consumo são maiores a noite, quando a geração FV não ocorre. Ou seja, esta análise foi realizada apenas como critério de comparação e para se ter uma ideia do impacto do ICMS no consumo bruto da rede de distribuição.

Sendo assim, os valores como já esperado, apresentaram um investimento viável, com uma Taxa Interna de Retorno positiva a partir do final do ano 14, e com valor final de 7,04% (Figura 6). O Valor Presente Líquido foi positivo de R\$ 155.666,79 com *Payback* em 21,77 anos, sendo este valor um pouco mais atrativo.

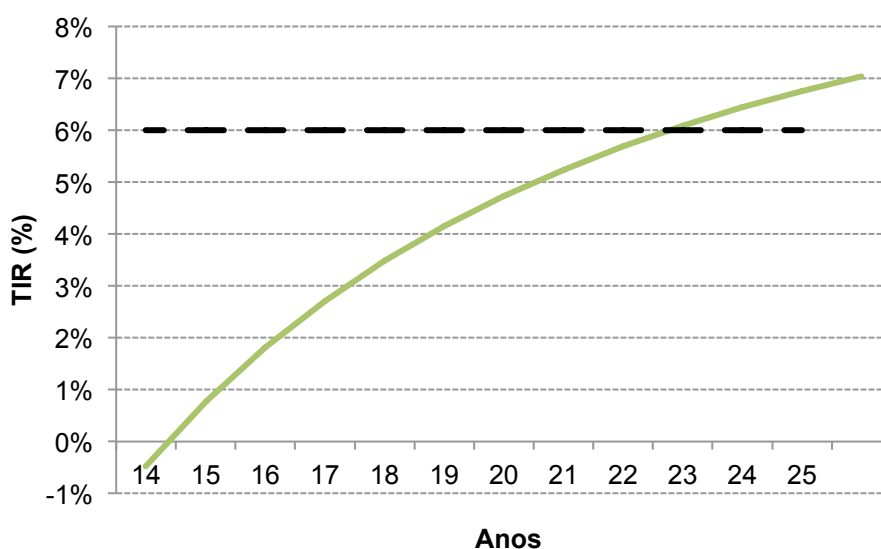


Figura 6: Variação da Taxa Interna de Retorno com 20% da energia gerada injetada na rede de distribuição.

5. 1. 4. Cenário 4

- Potência instalada de 100 kWp;
- 0% da energia FV gerada é injetada na rede de distribuição;
- Redução de 0,5% a. a. na produtividade;
- PR de 0,8;
- 1% a. a. com gastos de O&M;
- TMA de 6% a. a.;
- Aumento na tarifa de energia de 20% a. a. para os dois primeiros anos do sistema, e 5% a. a. para o restante do período de vida-útil.

Assim como o cenário anterior, este caso é meramente hipotético, uma vez que um edifício raramente ou até mesmo nunca conseguiria consumir toda a energia FV gerada durante o dia. Sendo assim, este caso foi utilizado como critério comparativo para análise do retorno do investimento.

Portanto, como já se esperava, os resultados se mostraram mais positivos que os anteriores, uma vez que o consumo bruto de energia da rede diminuiu drasticamente. Logo, os valores de TIR começam a ficar positivos a partir do ano 13 (Figura 7), chegando ao maior valor de todos os cenários, 7,53%. Como também já esperado, o VPL foi o maior dos quatro cenários, apresentando um valor positivo de R\$ 232.858,07 e o *Payback* foi de aproximadamente 19,54 anos.

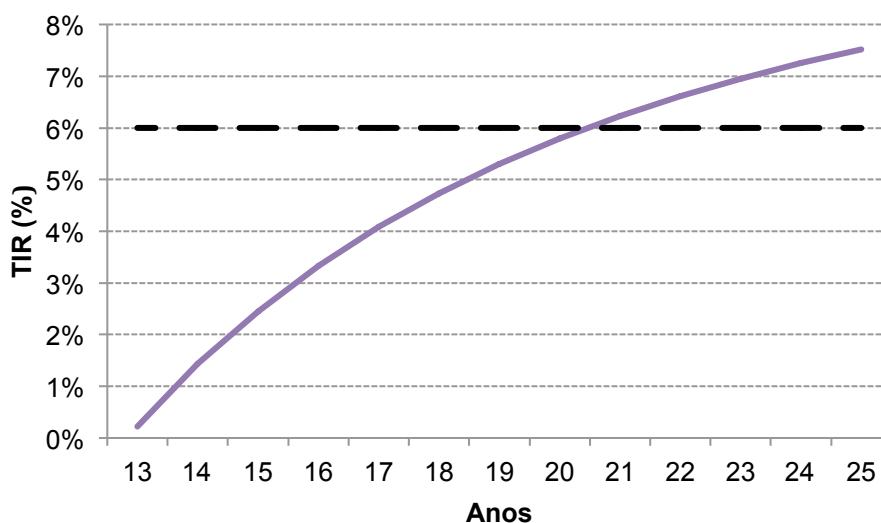


Figura 7: Variação da Taxa Interna de Retorno com 0% da energia gerada injetada na rede de distribuição.

5. 1. 5. Comparação dos Cenários

Diante dos quatro cenários apresentados referentes à análise de retorno de investimento do edifício residencial multifamiliar, podemos observar uma relação clara onde quanto menos energia se injeta na rede maior será o retorno do investimento. Ou seja, o impacto da tarifação do ICMS no consumo bruto da rede de distribuição tem se mostrado como determinante para a atratividade do investimento em sistemas FV-CRIE. Observa-se tal cenário a partir da Figura 8, onde se compara as curvas da Taxa Interna de Retorno.

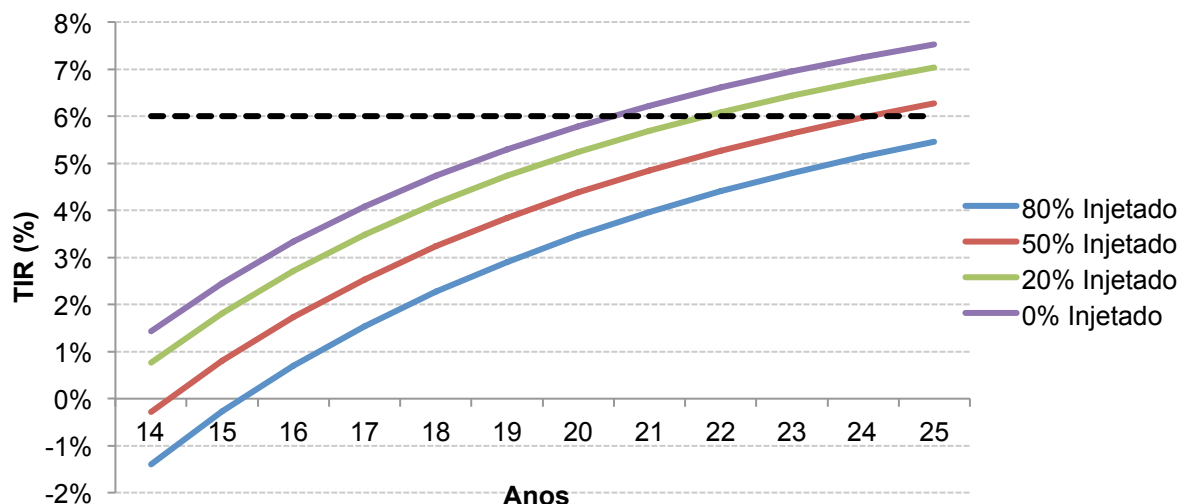


Figura 8: Comparação das Taxas Internas de Retorno do edifício residencial divididas por porcentagem de injeção de energia na rede.

Logo, fica claro diante da Figura 8 que a viabilidade do investimento só é possível com um consumo menor da rede pública, isto é, redução na compra de energia da distribuidora. Apesar dos cenários 3 e 4 serem bastante improváveis de acontecer, observa-se que o convênio ICMS 6 choca-se com o incentivo da aplicação da GD e do *net metering*. Em contrapartida, a visão da ANEEL (2014) é que os impostos devam ser cobrados apenas sobre o consumo líquido da rede pública, o que Rauschmayer *et al* (2014) mostra como sendo mais atrativo e com uma economia mensal maior.

Na Tabela 4 estão mostrados os resultados da variação da TIR, o VPL e o Payback do investimento para cada cenário. Montenegro (2013) realizou análise de retorno de investimento em sistemas FV-CRIE, sendo que valores similares foram encontrados, mostrando viabilidade de investimento mas com *Payback* alto para as 27 capitais brasileiras em estudo.

Cenário	Variação TIR (%)	VPL (R\$/kWp)	Payback (anos)
80% injetado	-0,53	-75.907	>25
50% injetado	0,27	39.880	24,08
20% injetado	1,04	155.667	21,77
0% injetado	1,53	232.858	20,46

Tabela 4: Variação TIR, VPL e *Payback* para os diferentes cenários do edifício residencial multifamiliar baixa renda.

Devido também à recente desvalorização do Real frente ao Dólar e com o alto valor dos tributos inseridos na importação (25%), a tabela de preços da EPE (2012) se mostrou relativamente cara, o que fez o custo de importação do kWp aumentar. Sendo assim, os valores do sistema FV-CRIE se tornaram altos, fazendo com que o investimento fique menos atrativo. Em contrapartida, com a principal fonte de eletricidade brasileira se mostrando ameaçada nas regiões Centro-Oeste e Sudeste devido aos baixos níveis dos reservatórios das hidrelétricas (ONS, 2014), se insere um cenário com aumentos significativos na tarifa de energia elétrica. Logo, o valor de 20% considerado no aumento da tarifa nos dois primeiros anos possibilitou uma grande economia com a utilização do sistema FV-CRIE. Ou seja, os valores economizados pelo edifício em estudo foram maiores, possibilitando uma maior atratividade do uso do sistema *net-metering*.

5. 3. Edifício Comercial

Foi estipulado para este edifício: sistema FV isolado, com 1.000 kWp de potência instalada sem a utilização de baterias, uma vez que a geração de energia é baixa em relação ao consumo mensal. Considerou-se uma *Performance Ratio* de 0,8 sobre a irradiação mensal no plano inclinado. Sendo assim, será analisado também cada cenário de maneira separada.

5. 3. 1. Custo real do kWh

- Potência instalada de 1.000 kWp;
- Custo do kWh real (com impostos), em média aproximadamente R\$ 0,0583;
- Redução de 0,5% a. a. na produtividade;
- PR de 0,8;
- 1% a. a. com gastos de O&M;
- TMA de 6% a. a.;
- Aumento na tarifa de energia de 20% a. a. para os dois primeiros anos do sistema, e 5% a. a. para o restante do período de vida-útil.

Este cenário foi proposto para analisar como o custo do kWh pago por este tipo de consumidor, o consumidor de livre mercado, impacta no retorno do

investimento em um sistema FV. Sendo assim, como o sistema FV é isolado, os impostos cobrados não terão impacto da mesma forma que os outros dois edifícios, pois não haverá energia vendida como forma de empréstimo à distribuidora.

A Figura 9 mostra a Taxa Interna de Retorno do investimento a partir do ano 14. Observa-se que a TIR nunca fica positiva, chegando a um valor final de -4,73%, e consequentemente o VPL foi negativo com valor de R\$ 8.714.051,40. Logo, o *Payback* é maior que o tempo de vida-útil do sistema, ou seja, será necessário mais que 25 anos para pagar o investimento inicial.

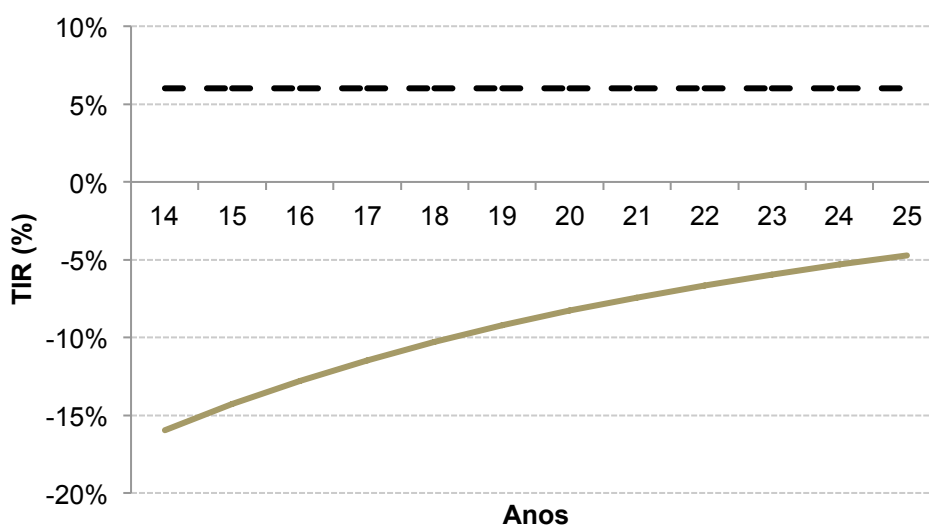


Figura 9: Variação da Taxa Interna de Retorno com custo real do kWh.

5. 3. 2. Custo kWh consumidor residencial

- Potência instalada de 1.000 kWp;
- Custo do kWh, pago por um consumidor residencial não baixa renda, como sendo de R\$ 0,27824;
- Redução de 0,5% a. a. na produtividade;
- PR de 0,8;
- 1% a. a. com gastos de O&M;
- TMA de 6% a. a.;
- Aumento na tarifa de energia de 20% a. a. para os dois primeiros anos do sistema, e 5% a. a. para o restante do período de vida-útil.

Este cenário será utilizado como método de comparação com o caso anterior, afim de se analisar as vantagens que um consumidor de livre mercado tem e como isto impacta na atratividade do investimento em sistemas FV.

A partir disso, a Figura 10 mostra a variação da TIR ao longo dos anos, a partir do ano 14. Observa-se que o investimento é viável, uma vez que a TIR possui valor final de 7,92%, número maior que os 6% da TMA. Sendo assim, o VPL foi positivo, com valor de R\$ 2.614.523,31 e o *Payback* apresentou um valor de 19,5 anos.

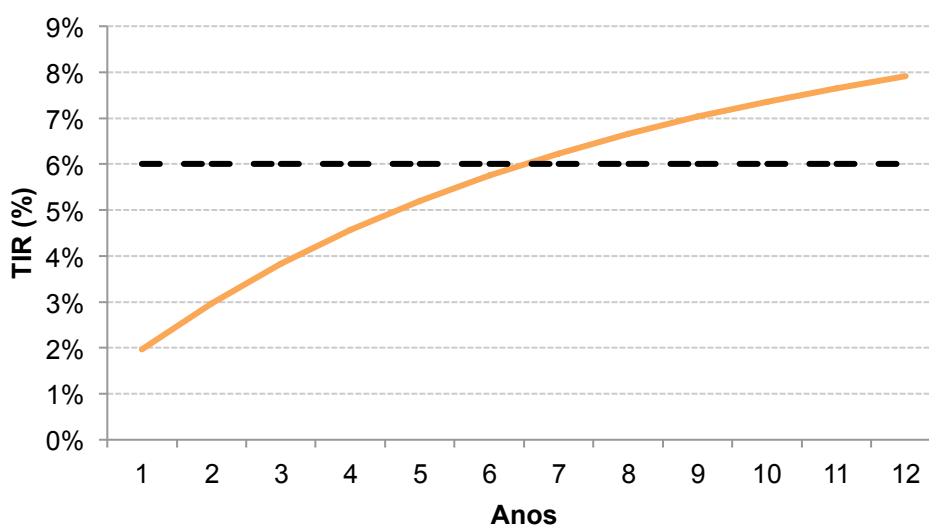


Figura 10: Variação da Taxa Interna de Retorno com custo do kWh pago por consumidores residenciais não baixa renda.

5. 3. 3. Comparação dos Cenários

Diante dos dois cenários analisados anteriormente podemos observar uma certa discrepância entre os resultados, como mostrado de modo comparativo na Figura 11. Por ser um consumidor de livre mercado, a recente crise no setor hidrelétrico (ONS, 2014) não afeta muito o custo da energia, uma vez que podem escolher de quem comprar, o que faz o preço do kWh pago ser muito abaixo em relação ao valor pago por consumidores residenciais. Diante do atual custo de energia pago pelo edifício, a atratividade para se instalar um sistema FV se torna baixíssima, com uma TIR de -4,73% ao final da vida-útil do sistema.

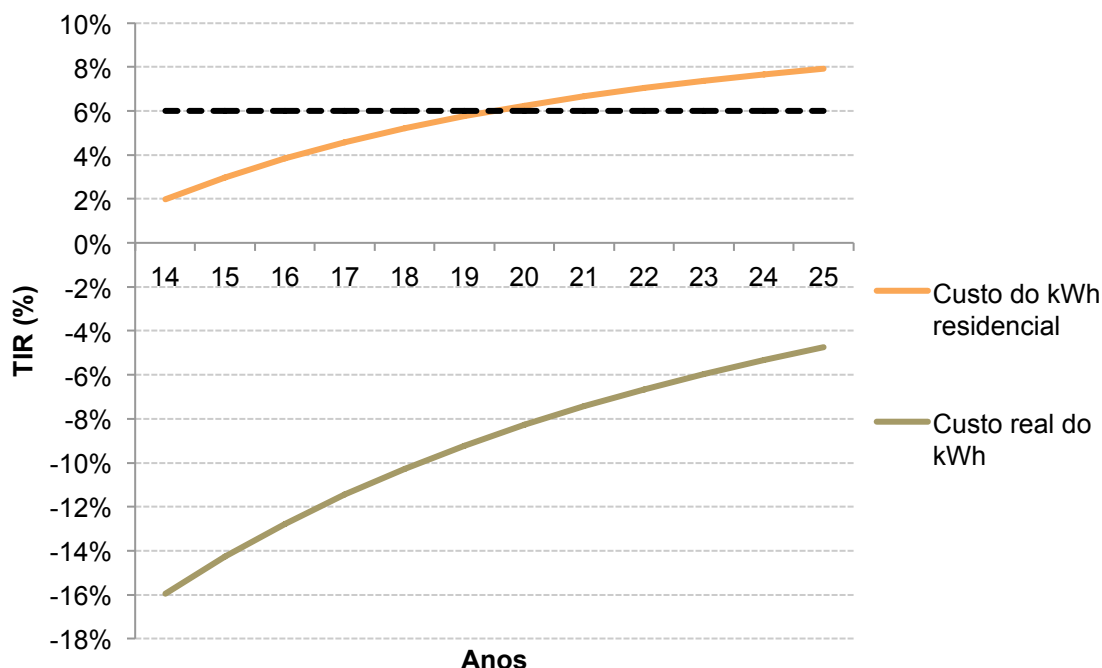


Figura 11: Comparação das Taxas Internas de Retorno do edifício comercial, considerando os dois diferentes custos de kWh.

Já se considerarmos a situação hipotética em que o edifício pagasse o preço de uma tarifa igual aos consumidores residenciais, o investimento se torna atrativo. Ou seja, não existe incentivo algum para a utilização de uma fonte limpa e renovável de energia por parte de grandes consumidores de eletricidade, uma vez que estão excluídos do sistema de compensação de energia (REN 482/2012) e beneficiados pelo livre mercado de compra de energia.

Mas se tratando dos custos de kWp (R\$/kWp), em uma instalação em escala industrial (≥ 1.000 kWp) os preços são muito mais atrativos do que uma instalação de baixa potência (residencial 4-6 kWp), chegando a diferença de 3,31 R\$/Wp. Sendo assim, mesmo diante dessa grande diferença de custos, ainda existem empecilhos legislativos e regulatórios que impedem a expansão desta fonte energética por parte dos grandes consumidores de eletricidade. Logo, o que poderia levar a uma maior atratividade seria a utilização de um sistema tarifário do tipo aplicado na Alemanha, a *feed-in tariff* (tarifa prêmio). Este sistema possui cláusulas onde o preço pago na energia produzida se reduz ao longo do tempo, incentivando o desenvolvimento e, conseqüentemente forçando uma redução do custo de geração (ABINEE, 2012).

6. CONCLUSÃO

Os cenários analisados mostraram tendências positivas para o mercado fotovoltaico no Brasil. Os investimentos em um sistema FV-CRIE por consumidores residenciais se apresentaram viáveis (apesar dos longos períodos de *Payback*) mas os resultados obtidos mostraram uma relação negativa quanto à atual conjuntura legislativa e regulatória. Ou seja, a cobrança do ICMS no consumo bruto de energia da rede pública faz do investimento em sistemas FV pouco atrativos, como foi observado no edifício residencial, que mostrou estes resultados pela diferença de energia injetada na rede.

Já os investimentos em um sistema fotovoltaico isolado por parte de consumidores comerciais se apresentou inviável, diante dos atuais benefícios desta classe de consumidores. Ou seja, o fato de serem beneficiados pelo livre mercado de compra de energia faz com que os valores pagos na tarifa sejam baixíssimos, tornando o investimento em sistemas FV nada atrativo. Portanto, nota-se uma falta de incentivo por parte da legislação brasileira, excluindo este tipo de consumidor do sistema de compensação de energia.

Logo a mudança legislativa se torna processo chave, onde também se abre espaço para a mudança no sistema de compensação de energia. Por exemplo, a utilização de um sistema do tipo alemão com a *feed-in tariff* (tarifa prêmio) poderia acelerar os investimentos na energia fotovoltaica levando à redução no custo de geração por meio desta fonte. Sendo assim, tais mudanças poderiam acarretar em um grande impulso para a indústria fotovoltaica brasileira, fomentando a utilização desta fonte energética.

Como sugestão de trabalhos futuros, é indicado analisar a atratividade deste tipo de investimento considerando custos de painéis FV, assim como inversores e mão de obra da indústria brasileira, afim de avaliar o mercado interno.

7. REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA. Propostas para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira. São Paulo: ABINEE, 2012. Disponível em: < <http://www.abinee.org.br/informacao/arquivos/profotov.pdf> >. Acesso em: Novembro de 2014.

Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Atlas de Energia Elétrica do Brasil / Agência Nacional de Energia Elétrica. 3. ed. – Brasília: ANEEL, 2008.

ANEEL. *Conheça as Tarifas da Classe de Consumo Residencial de uma Concessionária*. 2013. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifaAplicada/index.cfm> >.

ANEEL. Banco de Informações de Geração, Brasília, 2014. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br> >. Acesso em: Novembro de 2014.

ANEEL. *Cadernos Temáticos ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica*. Brasília – DF, 2014. 28 p.

ANEEL. *Resolução Normativa n. 482, de 17 de Abril de 2012*. Brasília, 2012.

BRASIL. *Decreto nº 5.163, de 30 de Julho de 2004*. [S.I.], 2004. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm >. Acesso em: Março de 2014.

BRASIL. *Lei nº 9.074, de 7 de Julho de 1995*. [S.I.], 1995. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9074cons.htm#art16 >. Acesso em: Outubro de 2014.

BRUSCHI, D. L. et al. Desenvolvimento de células solares em silício do tipo *n* com emissor formado por boro. *Revista Matéria*, v. 16, n. 3, p 775-787, 2011.

BRUTON, T. M.. General trends about photovoltaics based on crystalline silicon. *Solar Energy Materials*, v. 72, ed. 1-4, p. 3-10, 2002.

CASTILLO-ALVARADO, F. L. et al. C-V Calculations in CdS/CdTe thin films solar cells. *Thin Solid Films*, v. 518, p. 1796-1798, n. 7, 2010.

CONFAZ. *Convênio ICMS 6, de 5 de Abril de 2013*. [S.I.], 2013. Disponível em: < <http://www.fazenda.gov.br> >. Acesso em: Outubro de 2014.

CPFL. Tributos Estaduais, Municipais e Federais. Disponível em: < <http://www.cpfl.com.br> >. Acesso em: Outubro, 2014.

DELAHOY, A. E. et al. New technologies for CIGS photovoltaics. *Solar Energy*, v. 77, n. 6, p. 785-793, 2004. Disponível em: < www.sciencedirect.com >. Acesso em: Maio de 2014.

ELTAWIL, M. A.; ZHAO, Z.. Grid-connected photovoltaic power systems: technical and potential problems: *A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 14, p. 112-129, 2009. Disponível em: < www.elsevier.com/locate/rser >. Acesso em: Abril de 2014.

EPE. Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira. Rio de Janeiro, 2012.

FRIESEN, T. et al. TISO 10 kW: 30 years of experience with a PV plant. In: *V Congresso Brasileiro de Energia Solar*. Recife, 2014.

GOLDEMBERG, J; LUCON, O.. Energia e meio ambiente no Brasil. *Estudos Avançados*, v. 21, n. 59, [S.I.], 2007.

GOLDEMBERG, J. et al. World Energy Assessment: energy and the challenge of sustainability. United Nations Development Programme. Nova Iorque, 2000.

IEA. Key world energy statistics, 2013.

IPEA. Energia fotovoltaica conectada à rede elétrica: *atividade para o consumidor final e possíveis impactos no sistema elétrico*. Brasília, 2013.

KAELIN, M.; RUDMANN, D.; TIWARI, A. N.. Low cost processing of CIGS thin film solar cells. *Solar Energy*, v. 77, n. 6, p. 749-756, 2004. Disponível em: < www.elsevier.com/locate/solener >. Acesso em: Junho de 2014.

KAUNDINYA, D. P.; BALACHANDRA, P.; RAVINDRANATH, N. H.. Grid-connected versus stand-alone energy systems for decentralized power: A review of literature. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 13, p. 2041-2050, 2009. Disponível em: < www.elsevier.com/locate/rser >. Acesso em: Abril de 2014.

LANE, D. W. et al. Structural dynamics in CdS-CdTe thin films. *Thin Solid Films*, v. 361-362, p.1-8, 2000.

MACÊDO, W. N.; ZILLES, R.. Contribuição energética de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de baixa tensão. In: *I Congresso Brasileiro de Energia Solar*. Fortaleza, 2007.

MARION, B. et al. *Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems*. Golden, Colorado, 2005.

MINAS GERAIS (Estado). Secretaria de Estado de Fazenda. Lei nº 20.824, de 31 de Julho de 2013. Disponível em: < <http://www.fazenda.mg.gov.br> >. Acesso em: Novembro de 2014.

MONTENEGRO, A. A. *Avaliação do retorno de investimento de sistemas fotovoltaicos interligados a residências unifamiliares urbanas no Brasil*. 2013. 177 f. Tese (Mestrado em Engenharia Civil) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

MME. Balanço Energético Nacional: Ano Base 2012, Brasília, 2013. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br> >. Acesso em: Março de 2014.

MME. Balanço Energético Nacional: Ano Base 2013, Brasília, 2014. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br> >. Acesso em: Outubro de 2014.

MUNEER, T.; ASIF, M.; KUBIE, J.. Generation and Transmission Prospects for Solar Electricity: UK and Global Markets. *Energy Conversion and Management*, v. 44, ed. 1, p. 35-52, 2003. Disponível em: < www.elsevier.com/locate/enconman >. Acesso em: Abril de 2014.

NASCIMENTO, L. R.; RÜTHER, R.. A avaliação de longo prazo de um sistema fotovoltaico integrado à edificação urbana e conectado à rede elétrica pública. *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 5, n. 1, p. 73-81. Julho de 2014.

NREL. Best Research-Cell Efficiencies. Golden, Colorado, 2014. Disponível em: < <http://www.nrel.gov> >. Acesso em Maio de 2014.

ONS. Situação dos principais reservatórios do Brasil. Disponível em: < <http://www.ons.org.br> >. Acesso em: Novembro de 2014.

ORDENES, M. et al. The impact of building-integrated photovoltaics on the energy demand of multi-family dwellings in Brazil. *Energy and Buildings*, v. 39, ed. 6, p. 629-642, 2007. Disponível em: < www.sciencedirect.com >. Acesso em: Maio de 2014.

PALM, J.; PROBST, V.; KARG, F. H. Second generation CIS solar modules. *Solar Energy*, v. 77, 6, p. 757-765, 2004. Disponível em: < www.sciencedirect.com >. Acesso em: Maio de 2014.

PARIDA, B.; INIYAN, S.; GOIC, R. A review of solar photovoltaic technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.15, n. 3, p. 1625-1636, 2011.
PEREIRA, E. B. et al. Atlas Brasileiro de Energia Solar. 1ª edição, 2006.

PEREIRA, E. B et al. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. [S.l.], 2006.

PINHO, J. T. et al. *Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro, RJ: [s.n.], 2014.

RAUSCHMAYER, H.; GALDINO, M. A.. Os impactos da regulamentação ANEEL/482 e da legislação tributária no retorno financeiro de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. In: *V Congresso Brasileiro de Energia Solar*. Recife, PE.: [s.n.], 2014.

RAZYKOV, T. M. et al. Solar photovoltaic electricity: current status and future prospects. *Solar Energy*, v. 85, p. 1580-1608, 2011.

RÜTHER, R. *Edifícios solares fotovoltaicos*. Florianópolis, SC: [s.n.], 2004.

RÜTHER, R.; ZILLES, R.. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. *Energy Policy*, v. 39, n. 3, p. 1027-1030, mar. 2011. Disponível em: < www.elsevier.com/locate/enpol >. Acesso em: Abril de 2014.

SAGA, T.. Advances in crystalline silicon solar cell technology for industrial mass production. *NPG Asia Materials*, v. 2, 2010. Disponível em < <http://www.natureasia.com/asia-materials> >. Acesso em: Março de 2014.

SOITO, J. L. S. Amazon and the expansion of hydropower in Brazil: *Vulnerability, impacts and possibilities for adaptation to global climate change*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, p. 3165-3177, 2011.

SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M. A. G.; CAMARGO, I. M. T. Comparação do custo entre energia solar fotovoltaica e fontes convencionais. In: *V Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*. Brasília, DF.: [s.n.], 2008.

URBANETZ, J.; BRAUN, P.; RÜTHER, R. Power quality analysis of grid-connected solar photovoltaic generators in Brazil. *Energy Conversion and Management*, n. 64, p. 8-14, 2012. Disponível em: < www.elsevier.com/locate/enconman >. Acesso em: Abril de 2014.

VIANA, T. S. et al. Sistema fotovoltaico de 2 kWp integrado a edificação: análise do desempenho de 14 anos de operação. In: *IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferencia Latino-Americana da ISES*. São Paulo, SP.: [s.n.], 2012. p. 6.

WOYTE, A. Monitoring of photovoltaic systems: good practices and systematic analysis. In: *28th European PV Solar Energy Conference and Exhibition*. Paris, 2013.